

**RÉPONSES D'HYDRO-QUÉBEC DISTRIBUTION
À LA DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1
D'OC**

**DEMANDE DE RENSEIGNEMENTS N° 1 D'OPTION CONSOMMATEURS (OC) À HYDRO-
QUÉBEC DISTRIBUTION (HQD)**

**DEMANDE RELATIVE À L'ÉTABLISSEMENT DES TARIFS D'ÉLECTRICITÉ POUR
L'ANNÉE TARIFAIRE 2018-2019**

R-4011-2017

**IMPLANTATION D'UN MÉCANISME DE RÉGLEMENTATION INCITATIVE (MRI) – PHASE
3**

Critères pour l'établissement des facteurs Y et des facteurs Z – Niveau du seuil

1. Référence : i) Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 9-11.

Préambule :

À la référence i), le Distributeur propose d'utiliser un seuil de matérialité de 5 M\$ pour qualifier les éléments de coûts d'exclusions (Y) plutôt que le seuil de 15 M\$ suggéré par la Régie.

Pour le Distributeur, « *il importe donc d'établir le seuil de matérialité des facteurs Y à un niveau qui permet le juste calibrage de la Formule d'indexation, de façon à ce que le MRI du Distributeur intègre au mieux les multiples pressions exercées sur ses coûts, tout en tenant compte de l'objectif d'allègement réglementaire* ».

Le Distributeur fait également mention de la décision D-2015-150 et le critère de 40 points de base du taux de rendement des capitaux propres retenu par l'Alberta Utilities Commission.

Demande :

1.1 Veuillez justifier, données à l'appui, en quoi le seuil de matérialité de 15 M\$ ne permet pas « *le juste calibrage de la Formule d'indexation* » et ne permet pas d'intégrer « *au mieux les multiples pressions exercées sur ses coûts, tout en tenant compte de l'objectif d'allègement réglementaire* ».

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 10.2 et 10.4 de la demande de**
2 **renseignements n° 3 de la Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

1.2 Veuillez fournir l'ensemble des analyses sur lesquelles se base le Distributeur pour proposer un seuil de 5 M\$.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 10.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

1.3 Veuillez préciser si le Distributeur a effectué un balisage afin de déterminer les seuils de matérialité des exclusions dans les autres juridictions nord-américaines. Si oui, veuillez le déposer.

Réponse :

1 **Le Distributeur n'a pas effectué un tel balisage.**

1.4 Veuillez élaborer sur la possibilité de retenir un seuil de matérialité qui serait déterminé en fonction de points de base du taux de rendement des capitaux propres.

Réponse :

2 **La logique d'établissement d'un seuil de matérialité déterminé en fonction de**
3 **points de base du taux de rendement des capitaux propres s'inscrit dans une**
4 **perspective d'évaluation de ce qui fait partie, ou non, du risque d'affaires du**
5 **Distributeur. C'est d'ailleurs cette logique qu'a exposée la Régie lors de**
6 **l'établissement d'un seuil de 15 M\$ auquel elle réfère dans sa décision**
7 **D-2017-043. Ce précédent concerne le cas spécifique de la mise en place d'un**
8 **mécanisme permettant de récupérer les coûts d'événements imprévisibles**
9 **afin de couvrir les risques liés à l'utilisation des combustibles dans les**
10 **réseaux autonomes dont leur déversement lors de leur transbordement et de**
11 **leur manutention. Comme le Distributeur l'exprime dans sa preuve, le**
12 **Distributeur estime que, compte tenu de la nature des exogènes (facteurs Z),**
13 **un parallèle entre ceux-ci et le cas spécifique évoqué ci-haut peut être établi,**
14 **et que la logique d'établissement du seuil de matérialité pour ce dernier peut**
15 **être étendue aux exogènes.**

16 **Toutefois, en ce qui concerne le seuil de matérialité à appliquer pour les**
17 **exclusions (facteurs Y), celui-ci doit plutôt être considéré en fonction du**
18 **souhait de la Régie d'éviter la création d'une multitude de facteurs Y, dans**
19 **une perspective d'allègement réglementaire. Dans cette perspective,**
20 **l'application du seuil retenu permet d'éviter d'avoir à traiter en exclusion des**
21 **éléments répondant par ailleurs aux caractéristiques des facteurs Y, mais**
22 **présentant des montants annuels négligeables. Il s'agit ici d'établir un seuil**
23 **qui permet de vérifier la matérialité des montants en cause, tout en évitant**
24 **d'introduire sciemment un risque réglementaire découlant d'un calibrage**
25 **inadéquat de la Formule d'indexation.**

1.5 Veuillez préciser pourquoi le seuil de matérialité des exclusions (Y) devrait être différent de celui des exogènes (Z), notamment en termes de différence dans les risques associés à chaque type de coûts.

Réponse :

26 **Voir la réponse à la question 1.4.**

2. Référence : i) Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 10-11.**Préambule :**

À la référence i), Le Distributeur propose d'utiliser le seuil de 15 M\$ suggéré par la Régie pour qualifier les coûts des exogènes (Z). Il précise qu'il « *comprend par ailleurs que le seuil évoqué sera appliqué en tenant compte de l'ensemble des coûts suscités par un événement éligible à un tel traitement, et non pas seulement sur la base des flux annuels constatés. De plus, il est d'avis que ce seuil pourrait être revu afin d'être cohérent avec les autres caractéristiques et modalités du MRI qui seront abordées dans une phase ultérieure* ».

Demande :

2.1 Veuillez préciser ce qui laisse croire au Distributeur que le seuil tiendrait compte de l'ensemble des coûts liés à l'événement plutôt que des flux annuels.

Réponse :

1 **L'ensemble des coûts liés à un événement éligible à un traitement en**
2 **facteur Z peuvent se matérialiser sur plusieurs années. Il apparaît légitime au**
3 **Distributeur de ne pas limiter la récupération des coûts de tels événements**
4 **aux seules années où les flux annuels constatés s'avèrent supérieurs à 15 M\$.**
5 **C'est d'ailleurs la logique qui prévaut dans un cas qui s'apparente aux**
6 **facteurs Z, soit celui du compte d'écart Événements imprévisibles en**
7 **réseaux autonomes pour le déversement accidentel dans le port de Cap-aux-**
8 **Meules.**

2.2 Veuillez préciser si le Distributeur a effectué un balisage afin de déterminer les seuils de matérialité des exogènes dans les autres juridictions nord-américaines. Si oui, veuillez le déposer.

Réponse :

9 **Le Distributeur n'a pas effectué un tel balisage.**

2.3 Veuillez élaborer sur le point de vue du Distributeur lorsqu'il indique qu' « *il est d'avis que ce seuil pourrait être revu afin d'être cohérent avec les autres caractéristiques et modalités du MRI qui seront abordées dans une phase ultérieure* ». Veuillez préciser quelles pourraient être ces caractéristiques et comment serait affecté le seuil de matérialité des exogènes.

Réponse :

1 Comme indiqué à la pièce HQD-3, document 4¹, le Distributeur souligne que
2 sa proposition s'inscrit dans un ensemble devant former un tout cohérent et
3 équilibré. À ce titre, la proposition du Distributeur s'appuie donc également
4 sur ses réflexions en cours portant plus spécifiquement sur les facteurs I et X,
5 mais également sur le MTÉR. Or, ces éléments du MRI seront présentés
6 subséquentement. Réciproquement, les positionnements du Distributeur sur
7 ces éléments ne peuvent qu'être conditionnés par le positionnement
8 développé dans le présent document.

3. Référence : i) Décision D-2017-043, p. 64.
 ii) B-0013, HQD3-D4, p. 6.

Préambule :

Dans la décision D-2017-043, la Régie évoque la possibilité qu'aura le Distributeur de demander s'il le souhaite la qualification de certains investissements comme exogènes (Z) :

« La Régie ne croit donc pas nécessaire, ni souhaitable, d'inclure un mécanisme de suivi des dépenses en immobilisation. Cependant, et tel que le Distributeur le suggère dans son argumentation concernant l'inclusion de l'amortissement, si le Distributeur souhaite réaliser des investissements majeurs et d'une ampleur inhabituelle durant le MRI, il lui sera possible de demander à la Régie de traiter de tels investissements comme un exogène, de type Facteur Z. »

À la référence ii), le Distributeur fait la liste des critères de détermination des exogènes et exclusions, tel que défini par la Régie dans sa décision D-2017-043.

Demande :

9
3.1 Veuillez préciser si, selon le Distributeur, le seuil de matérialité de 15 M\$ pour la qualification des exogènes devrait également s'appliquer aux dépenses d'investissement. Si non, veuillez préciser le niveau du seuil de matérialité qui devrait s'appliquer.

Réponse :

10 Le Distributeur souligne que la question de l'intervenant vise à comparer deux
11 éléments ayant des objectifs différents.

12 D'une part, comme mentionné à la page 10 de la pièce HQD-3, document 4
13 (B-0013), la logique d'établissement d'un seuil de matérialité à 15 M\$ pour les

¹ HQD-3, document 4, section 7 (B-0013).

1 **Facteurs Z s'inscrit dans une perspective d'évaluation de ce qui fait partie, ou**
2 **non, du risque d'affaires du Distributeur. Ce seuil de matérialité a été établi**
3 **sur la base d'une évaluation de l'impact aux résultats au-delà duquel un**
4 **événement est considéré comme n'étant pas couvert par le risque global**
5 **d'affaires du Distributeur.**

6 **D'autre part, le *Règlement sur les conditions et les cas requérant une***
7 ***autorisation de la Régie de l'énergie*, énonce les critères des projets**
8 **d'investissement qui doivent faire l'objet d'une approbation spécifique de la**
9 **part de la Régie. Parmi ces critères, la Régie détermine que le Distributeur doit**
10 **faire approuver tout projet d'investissement d'un coût de 10 M\$ ou plus. Ce**
11 **seuil permet d'identifier les projets ayant un impact jugé important sur le**
12 **niveau d'investissements du Distributeur.**

13 **Par conséquent, le seuil proposé pour la qualification des Facteurs Z,**
14 **déterminé en tenant compte d'impacts potentiels aux résultats dépassant le**
15 **risque global d'affaires, et celui déterminé pour les projets d'investissements**
16 **devant faire l'objet d'une autorisation spécifique, déterminé en fonction d'un**
17 **impact jugé important sur le niveau d'investissements, ne peuvent être**
18 **comparés puisqu'ils visent des objectifs différents.**

3.2 Veuillez préciser si, selon le Distributeur, les critères de détermination des exogènes devraient s'appliquer aux dépenses d'investissement. Veuillez préciser si d'autres critères devraient être retenus.

Réponse :

19 **Voir la réponse à la question 3.1.**

Éléments à traiter en exclusions (Y) et en exogènes (Z)

4. Référence : i) Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 11-25.
 ii) Pièce B-0020, HQD5-D1, p. 10-11.

Préambule :

Le Distributeur présente à la référence i) les éléments de coûts qu'il propose de catégoriser comme facteurs Y et Z. Par ailleurs, le Distributeur présente aux tableaux 5 et 6 de la référence ii) les composantes des revenus requis sont les facteurs Y, Z ainsi que les CER pré-MRI.

Demande :

- 4.1 Veuillez fournir des tableaux similaires aux tableaux 5 et 6 de la référence ii) pour l'année témoin 2018 et ainsi que sur un historique de 10 ans.

Réponse :

1 D'emblée, le Distributeur tient à souligner que les montants présentés ne
2 tiennent pas compte des modifications de référentiels comptables (IFRS en
3 2012 et PCGR des États-Unis en 2015). Par ailleurs, les éléments traités
4 comme exclusions dans le contexte d'un mécanisme de réglementation
5 incitative qui aurait été en place au cours des dix dernières années pourraient
6 être différents de ceux proposés dans le présent dossier en raison de
7 l'évolution des besoins du Distributeur (à titre d'exemple : projets SIC et LAD).

8 Afin de répondre à la demande de l'intervenant, le Distributeur a, d'une part,
9 appliqué sur la période les facteurs Y et Z proposés à la pièce HQD-3,
10 document 4 (B-0013) et, d'autre part, a considéré comme étant des CER
11 pré-MRI les CER reconnus dans le passé par la Régie et qui ne seront pas
12 maintenus une fois la formule d'indexation en vigueur.

13 Les tableaux R-4.1-A à R-4.1-T présentent les informations demandées pour
14 les années 2008 à 2017². Les tableaux 5 et 6 de la pièce HQD-5, document 1
15 (B-0020) présentent l'information demandée pour l'année témoin 2018.

2 Les données relatives aux facteurs Y Stratégie clientèle à faible revenu, Mauvaises créances et Végétation ainsi que celles relatives au Rabais sur ventes – Ménages à faible revenu ont été redressées sur une base comparable aux données présentées au présent dossier.

TABLEAU R-4.1-A :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2008 (M\$)

	Année historique 2008				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 498,5	8 063,1	-	-	10 561,6
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	7 702,9	-	-	7 702,9
Achats d'électricité		4 975,6			4 975,6
Service de transport		2 727,3			2 727,3
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 498,5	360,2	-	-	2 858,7
Charges d'exploitation	1 029,7	188,1	-	-	1 217,8
Autres charges	661,8	132,5			794,3
Frais corporatifs	36,3	-			36,3
Rendement de la base de tarification	770,7	39,6			810,3
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	87%	13%	0%	0%	100%

TABLEAU R-4.1-B :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2008 (M\$)

	Année historique 2008								
	Facteurs Y								
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y
Achats d'électricité	4 975,6								4 975,6
Service de transport		2 727,3							2 727,3
Charges d'exploitation				50,4	2,0	76,7	-	59,0	188,1
Autres charges									132,5
<i>Combustible</i>			69,9						69,9
<i>Amortissement</i>							62,6		62,6
Frais corporatifs									-
Rendement de la base de tarification	10,4						29,2		39,6
	4 986,0	2 727,3	69,9	50,4	2,0	76,7	91,8	59,0	8 063,1

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-C :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2009 (M\$)

	Année historique 2009				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 588,2	7 746,2	-	(9,5)	10 324,9
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	7 293,3	-	-	7 293,3
Achats d'électricité		4 616,0			4 616,0
Service de transport		2 677,3			2 677,3
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 588,2	452,9	-	(9,5)	3 031,6
Charges d'exploitation	1 024,1	161,2	-	-	1 185,3
Autres charges	768,0	250,1		(9,5)	1 008,6
Frais corporatifs	32,1	-		-	32,1
Rendement de la base de tarification	764,0	41,6			805,6
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	85%	15%	0%	0%	100%

TABLEAU R-4.1-D :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2009 (M\$)

	Année historique 2009										
	Facteurs Y									CER pré-MRI	
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Combustible	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	4 616,0								4 616,0		-
Service de transport		2 677,3							2 677,3		-
Charges d'exploitation				25,7	3,8	68,6	-	63,1	161,2		-
Autres charges									250,1		(9,5)
Combustible			92,4						92,4	(9,5)	(9,5)
Amortissement	75,3						82,4		157,7		-
Frais corporatifs									-		-
Rendement de la base de tarification	3,8						37,8		41,6		-
	4 695,1	2 677,3	92,4	25,7	3,8	68,6	120,2	63,1	7 746,2	(9,5)	(9,5)

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-E :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2010 (M\$)

	Année historique 2010				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 711,9	7 826,2	-	8,2	10 546,3
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	7 361,2	-	-	7 361,2
Achats d'électricité		4 728,6			4 728,6
Service de transport		2 632,6			2 632,6
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 711,9	465,0	-	8,2	3 185,1
Charges d'exploitation	1 042,1	225,3	-	(4,5)	1 262,9
Autres charges	778,8	185,7		12,7	977,2
Frais corporatifs	31,4	-		-	31,4
Rendement de la base de tarification	859,6	54,0			913,6
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	85%	15%	0%	0%	100%

TABLEAU R-4.1-F :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2010 (M\$)

	Année historique 2010											
	Facteurs Y									CER pré-MRI		
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Combustible	Projets majeurs	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	4 728,6								4 728,6			-
Service de transport		2 632,6							2 632,6			
Charges d'exploitation				18,4	5,2	133,4	-	68,3	225,3		(4,5)	(4,5)
Autres charges									185,7			12,7
Combustible			71,8						71,8	12,7		12,7
Amortissement	15,9						98,0		113,9			-
Compte d'écarts - Projets majeurs									-			-
Frais corporatifs									-			-
Rendement de la base de tarification	3,7						50,2		54,0			
	4 748,2	2 632,6	71,8	18,4	5,2	133,4	148,2	68,3	7 826,2	12,7	(4,5)	8,2

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-G :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2011 (M\$)

	Année historique 2011				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 519,3	8 125,8	-	32,6	10 677,7
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	7 626,9	-	-	7 626,9
Achats d'électricité		4 967,0			4 967,0
Service de transport		2 659,9			2 659,9
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 519,3	498,9	-	32,6	3 050,8
Charges d'exploitation	1 011,8	196,3	-	22,5	1 230,6
Autres charges	698,1	239,1		9,1	946,3
Frais corporatifs	28,6	1,1		1,0	30,7
Rendement de la base de tarification	780,8	62,4			843,2
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	83%	16%	0%	1%	100%

TABLEAU R-4.1-H :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2011 (M\$)

	Année historique 2011												
	Facteurs Y									CER pré-MRI			
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Combustible	Coût de retraite	Projets majeurs	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	4 967,0							4 967,0					
Service de transport		2 659,9						2 659,9					
Charges d'exploitation				35,9	11,5	82,0	-	196,3		31,4	(8,9)		22,5
Autres charges								239,1					9,1
Combustible			83,0					83,0	9,2				9,2
Amortissement	51,2						104,9	156,1					-
Compte d'écarts - Projets majeurs								-			(0,1)		(0,1)
Frais corporatifs				1,1				1,1		1,0			1,0
Rendement de la base de tarification	3,1						59,3	62,4					
	5 021,3	2 659,9	83,0	37,0	11,5	82,0	164,2	8 125,8	9,2	32,4	(9,0)		32,6

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-I :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2012 (M\$)

	Année historique 2012				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 495,8	8 083,6	-	(41,7)	10 537,7
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	7 479,8	-	-	7 479,8
Achats d'électricité		4 895,9			4 895,9
Service de transport		2 583,9			2 583,9
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 495,8	603,8	-	(41,7)	3 057,9
Charges d'exploitation et charge de désactualisation	999,5	231,9	-	(28,8)	1 202,6
Autres charges	764,7	301,0		(11,8)	1 053,9
Frais corporatifs	29,7	1,3		(1,1)	29,9
Rendement de la base de tarification	701,9	69,6			771,5
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	82%	20%	0%	-1%	100%

TABLEAU R-4.1-J :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2012 (M\$)

	Année historique 2012													
	Facteurs Y									CER pré-MRI				
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Combustible	Coût de retraite	Projets majeurs	Tarif de maintien de la charge	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	4 895,9								4 895,9					
Service de transport		2 583,9							2 583,9					
Charges d'exploitation				46,1	12,3	73,4	30,6	69,5	231,9		(33,6)	4,8		(28,8)
Autres charges									301,0					(11,8)
Combustible			94,5						94,5	(10,9)				(10,9)
Amortissement	43,4						125,8		169,2				3,7	3,7
Compte d'écarts - Projets majeurs									-			(4,6)		(4,6)
Taxes							37,3		37,3					-
Frais corporatifs				1,3					1,3		(1,1)			(1,1)
Rendement de la base de tarification	8,4						61,2		69,6					(41,7)
	4 947,7	2 583,9	94,5	47,4	12,3	73,4	254,9	69,5	8 083,6	(10,9)	(34,7)	0,2	3,7	(41,7)

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-K :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2013 (M\$)

	Année historique 2013				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 385,6	8 672,0	5,9	(21,7)	11 041,8
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	7 937,8	-	-	7 937,8
Achats d'électricité		5 330,9			5 330,9
Service de transport		2 606,9			2 606,9
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 385,6	734,2	5,9	(21,7)	3 104,0
Charges d'exploitation et charge de désactualisation	934,3	335,6	5,9	(33,8)	1 242,0
Autres charges	629,4	326,2		12,9	968,5
Frais corporatifs	27,9	3,8		(0,8)	30,9
Rendement de la base de tarification	794,0	68,6			862,6
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	77%	24%	0%	-1%	100%

TABLEAU R-4.1-L :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2013 (M\$)

	Année historique 2013															
	Facteurs Y									Facteur Z	CER pré-MRI					
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Pannes majeures	Combustible	Coût de retraite	Projets majeurs	Tarif de maintien de la charge	TEQ (anc. BEIÉ)	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	5 330,9								5 330,9							
Service de transport		2 606,9							2 606,9							
Charges d'exploitation				150,4	19,8	71,3	29,4	64,7	335,6	5,9		(43,0)	9,2			(33,8)
Autres charges									326,2							12,9
Combustible			98,9						98,9		1,9					1,9
Amortissement	56,5						140,5		197,0					2,2		2,2
Compte d'écarts - Projets majeurs									-				4,8			4,8
Taxes							30,3		30,3						4,0	4,0
Frais corporatifs				3,8					3,8			(0,8)				(0,8)
Rendement de la base de tarification	8,7								68,6							
	5 396,1	2 606,9	98,9	154,2	19,8	71,3	260,1	64,7	8 672,0	5,9	1,9	(43,8)	14,0	2,2	4,0	(21,7)

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-M :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2014 (M\$)

	Année historique 2014				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 413,0	9 033,9	8,6	45,1	11 500,6
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	8 356,3	-	-	8 356,3
Achats d'électricité		5 617,0			5 617,0
Service de transport		2 739,3			2 739,3
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 413,0	677,6	8,6	45,1	3 144,3
Charges d'exploitation et charge de désactualisation	936,9	269,9	8,6	55,0	1 270,4
Autres charges	671,4	325,4		(11,5)	985,3
Frais corporatifs	26,4	2,4		1,6	30,4
Rendement de la base de tarification	778,3	79,9			858,2
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	77%	22%	0%	1%	100%

TABLEAU R-4.1-N :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2014 (M\$)

	Année historique 2014																
	Facteurs Y									Facteur Z	CER pré-MRI						
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Pannes majeures	Combustible	Coût de retraite	Tarif de maintien de la charge	Projets majeurs	Montant à remettre à la clientèle	TEQ (anc. BEIÉ)	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	5 617,0								5 617,0								
Service de transport		2 739,3							2 739,3								
Charges d'exploitation				95,9	27,9	68,1	23,7	54,3	269,9	8,6		58,9		(3,9)			55,0
Autres charges									325,4								(11,5)
Combustible			104,4						104,4		(10,6)						(10,6)
Amortissement							151,8		151,8				0,5				0,5
Compte d'écarts - Projets majeurs	48,0								48,0					(26,6)			(26,6)
Compte d'écarts - Montant à remettre à la clientèle															1,8		1,8
Taxes							21,2		21,2							23,4	23,4
Frais corporatifs				2,4					2,4			1,6					1,6
Rendement de la base de tarification	15,9						64,0		79,9								
	5 680,9	2 739,3	104,4	98,3	27,9	68,1	260,7	54,3	9 033,9	8,6	(10,6)	60,5	0,5	(30,5)	1,8	23,4	45,1

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-O :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2015 (M\$)

	Année historique 2015				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 342,2	9 289,9	27,4	2,8	11 662,3
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	8 745,3	-	-	8 745,3
Achats d'électricité		5 961,4			5 961,4
Service de transport		2 783,9			2 783,9
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 342,2	544,6	27,4	2,8	2 917,0
Charges d'exploitation	945,0	294,9	27,4	(6,4)	1 260,9
Autres charges	673,5	188,7		9,6	871,8
Frais corporatifs	29,4	3,0		(0,4)	32,0
Rendement de la base de tarification	694,3	58,0			752,3
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	80%	19%	1%	0%	100%

TABLEAU R-4.1-P :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2015 (M\$)

	Année historique 2015																
	Facteurs Y								Facteur Z		CER pré-MRI						
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Pannes majeures	Combustible	Coût de retraite	Projets majeurs	Montant à remettre à la clientèle	PCGR des États-Unis	TEQ (anc. BEIÉ)	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	5 961,4								5 961,4								
Service de transport		2 783,9							2 783,9								
Charges d'exploitation				107,6	27,2	73,0	20,0	67,1	294,9	27,4		(5,1)	4,1		(5,4)		(6,4)
Autres charges									188,7								9,6
Combustible			91,3						91,3		12,7						12,7
Amortissement	(95,3)						160,7		65,4								-
Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis									-						8,6		8,6
Compte d'écarts - Projets majeurs									-				26,4				26,4
Compte d'écarts - Montant à remettre à la clientèle									-					(1,9)			(1,9)
Taxes							32,0		32,0							(36,2)	(36,2)
Frais corporatifs				3,0					3,0			(0,4)					(0,4)
Rendement de la base de tarification							58,0		58,0								
	5 866,1	2 783,9	91,3	110,6	27,2	73,0	270,7	67,1	9 289,9	27,4	12,7	(5,5)	30,5	(1,9)	3,2	(36,2)	2,8

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-Q :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2016 (M\$)

	Année historique 2016				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 309,6	9 366,4	-	(1,1)	11 674,9
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	8 967,8	-	-	8 967,8
Achats d'électricité		6 216,9			6 216,9
Service de transport		2 750,9			2 750,9
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 309,6	398,6	-	(1,1)	2 707,1
Charges d'exploitation	960,2	198,4	-	25,8	1 184,4
Autres charges	661,3	149,8		(27,1)	784,0
Frais corporatifs	28,9	0,8		0,2	29,9
Rendement de la base de tarification	659,2	49,6			708,8
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	85%	15%	0%	0%	100%

TABLEAU R-4.1-R :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2016 (M\$)

	Année historique 2016													
	Facteurs Y									CER pré-MRI				
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Combustible	Coût de retraite	PCGR des États-Unis	TEQ (anc. BEIÉ)	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	6 216,9								6 216,9					
Service de transport		2 750,9							2 750,9					
Charges d'exploitation				25,7	25,2	66,5	16,5	64,5	198,4		20,4	5,4		25,8
Autres charges									149,8					(27,1)
Combustible			77,1						77,1	(7,6)				(7,6)
Amortissement							166,4		37,1					-
Compte de frais reportés - PCGR des États-Unis	(129,3)								-			(8,6)		(8,6)
Taxes							35,6		35,6				(10,9)	(10,9)
Frais corporatifs				0,8					0,8		0,2			0,2
Rendement de la base de tarification							49,6		49,6					
	6 087,6	2 750,9	77,1	26,5	25,2	66,5	268,1	64,5	9 366,4	(7,6)	20,6	(3,2)	(10,9)	(1,1)

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

TABLEAU R-4.1-S :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LE MODÈLE DU MRI POUR L'ANNÉE 2017 (M\$)

	Année de base 2017				
	Activité de base	Facteurs Y	Facteurs Z	CER pré-MRI	Total
REVENUS REQUIS	2 307,4	9 479,8	-	15,3	11 802,5
ACHATS D'ÉLECTRICITÉ ET SERVICE DE TRANSPORT	-	8 824,7	-	-	8 824,7
Achats d'électricité		5 960,8			5 960,8
Service de transport		2 863,9			2 863,9
COÛTS DE DISTRIBUTION & SERVICES À LA CLIENTÈLE	2 307,4	655,1	-	15,3	2 977,8
Charges d'exploitation	939,5	293,4	-	(104,2)	1 128,7
Autres charges	662,5	435,1		21,8	1 119,4
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs	19,8	(118,7)		100,1	1,2
Frais corporatifs	29,3	3,1		(2,4)	30,0
Rendement de la base de tarification	656,3	42,2			698,5
Proportion des coûts de distribution et services à la clientèle	77%	22%	0%	1%	100%

TABLEAU R-4.1-T :
COMPOSANTES DES REVENUS REQUIS SELON LES FACTEURS Y, Z ET LES CER PRÉ-MRI POUR L'ANNÉE 2017 (M\$)

	Année de base 2017													
	Facteurs Y									CER pré-MRI				
	Achats d'électricité ¹	Transport	Combustible	Coût de retraite	Stratégie clientèle à faible revenu	Mauvaises créances	Interventions en efficacité énergétique	Végétation	Total Facteurs Y	Combustible	Coût de retraite	Modifications à l'ASC 715	TEQ (anc. BEIÉ)	Total CER pré-MRI
Achats d'électricité	5 960,8								5 960,8					
Service de transport		2 863,9							2 863,9					
Charges d'exploitation				113,5	25,7	67,1	20,0	67,1	293,4		(26,4)	(77,8)		(104,2)
Autres charges									435,1					21,8
Combustible			83,3						83,3	3,2				3,2
Amortissement	159,5						156,4		315,9					-
Taxes							35,9		35,9				18,6	18,6
Autres composantes du coût des avantages sociaux futurs				(118,7)					(118,7)		17,5	82,6		100,1
Frais corporatifs				3,1					3,1		-	(2,4)		(2,4)
Rendement de la base de tarification							42,2		42,2					
	6 120,3	2 863,9	83,3	(2,1)	25,7	67,1	254,5	67,1	9 479,8	3,2	(8,9)	2,4	18,6	15,3

¹ Incluant le compte de nivellement pour aléas climatiques

4.2 Pour chacun des éléments de coût que le Distributeur propose de qualifier comme exclusions (Y) et exogènes (Z), veuillez fournir un tableau avec l'historique des coûts sur 10 ans.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 4.1.**

4.3 Veuillez préparer un tableau dans lequel est présenté, pour chacun des facteurs Y et Z proposé par le Distributeur, l'évaluation que ce dernier fait de (i) la récurrence des coûts, (ii) de l'imprévisibilité de l'émergence des coûts, (iii) de l'imprévisibilité des montants, (iv) du niveau de contrôle sur les coûts et (v) du risque pour le Distributeur et sa clientèle.

Réponse :

2 **Voir les sections 2 et 3 de la pièce HQD-3, document 4 (B-0013) concernant les**
3 **éléments à traiter en exclusion (facteurs Y et Z).**

4.4 Avez-vous effectué un balisage du traitement des facteurs Y et Z par les autres organismes de réglementation canadiens et/ou américains. Si oui, veuillez le fournir.

Réponse :

4 **Le Distributeur n'a pas effectué un tel balisage.**

Éléments à traiter en exclusions (Y) – Coût de retraite

5. Référence : i) **Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 13.**
 ii) **Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 14.**

Préambule :

À la référence i), le Distributeur présente l'évolution du *Coût de retraite d'HQ (réglementaire)*, du *Coût des services rendus* et des *Autres composantes*.

- ii) « Comme en faisait mention la Régie dans sa décision D-2011-028 au paragraphe 146, le Distributeur constate donc, à la lumière de données couvrant une période plus longue, que le coût de retraite d'une année à l'autre est volatil et difficile à prévoir, et ce, compte tenu notamment des variations du taux d'actualisation et du taux de rendement des actifs, deux éléments qui sont hors du contrôle du Distributeur.

Comme expliqué à la note 1 du Rapport annuel 2016 d'Hydro-Québec portant sur les principales conventions comptables, les taux d'actualisation sont fondés sur la courbe des taux d'intérêt à la date de l'évaluation, soit le 31 décembre, pour des obligations de sociétés canadiennes de qualité supérieure et tiennent compte du montant et des

différentes échéances de paiement des prestations projetées de chaque régime. Quant au rendement prévu de l'actif, il est fondé sur une valeur liée au marché qui est déterminée par l'application d'une moyenne mobile sur cinq ans, dans le cas des actions, et par l'évaluation à leur juste valeur des autres catégories d'actifs. La majorité des fluctuations du coût de retraite, tant en ce qui a trait au coût des services rendus qu'aux autres composantes, sont dues à des fluctuations de valeurs de marché tant au niveau du taux d'actualisation que du rendement de l'actif. Le tableau 1 montre des fluctuations une année sur l'autre jusqu'à 107 M\$, soit une variation équivalente à un taux de rendement autorisé de près de 3 %. Ces fluctuations sont clairement hors du contrôle d'Hydro-Québec et une telle volatilité année sur année ne saurait être captée par la Formule d'indexation. »

Demande :

- 5.1 Veuillez fournir une définition du *Coût des services rendus*. Veuillez préciser comment le taux d'actualisation et le taux de rendement des actifs affectent le *Coût des services rendus*.

Réponse :

1 **Le coût des services rendus représente la valeur de la rente gagnée durant**
2 **l'année par chacun des employés. Il est lié au fait que les participants actifs**
3 **accumulent une année additionnelle de service reconnu dans le calcul de la**
4 **prestation qui leur sera payable. Le taux d'actualisation a un impact sur le**
5 **coût des services rendus car il s'agit d'une valeur actualisée.**

6 **Le taux de rendement des actifs n'affecte pas le coût des services rendus.**

- 5.2 Veuillez fournir une définition des *Autres composantes*. Veuillez préciser comment le taux d'actualisation et le taux de rendement des actifs affectent les *Autres composantes*.

Réponse :

7 **Les autres composantes incluses dans le coût de retraite établi en vertu des**
8 **principes comptables généralement reconnus des États-Unis (PCGR des**
9 **États-Unis) qui sont affectées par le taux d'actualisation et / ou le taux de**
10 **rendement des actifs sont les suivantes :**

- 11 **• Intérêts sur l'obligation : ils résultent essentiellement de la**
12 **multiplication de l'obligation de début d'année par le taux**
13 **d'actualisation des intérêts sur l'obligation ;**
- 14 **• Rendement prévu des actifs : il s'agit du rendement théorique de l'actif**
15 **résultant essentiellement de la multiplication de la valeur de l'actif du**
16 **régime en début d'année financière par le taux de rendement prévu à**

- 1 long terme de l'actif. Le rendement réel de l'actif affecte ce calcul en
2 faisant fluctuer la valeur de l'actif ;
- 3 • Amortissement de la perte actuarielle nette : il s'agit de
4 l'amortissement annuel des écarts actuariels qui se créent d'une
5 année à l'autre. De ces écarts, il y a notamment ceux résultant des
6 variations du taux d'actualisation et des variations de la valeur de
7 l'actif d'une année à l'autre.

5.3 À l'exception du taux d'actualisation et du taux de rendement, veuillez préciser si d'autres facteurs viennent affecter la volatilité du coût de retraite.

Réponse :

8 **Plusieurs hypothèses économiques (taux d'actualisation, taux de rendement**
9 **prévu de l'actif, taux d'inflation, etc.) et démographiques (taux de mortalité,**
10 **taux de retraite, etc.) sont nécessaires pour calculer le coût de retraite.**
11 **Toutefois, les éléments occasionnant le plus de volatilité sur le coût de**
12 **retraite sont le taux d'actualisation et le rendement sur l'actif.**

5.4 Veuillez préciser les décisions de la Régie qui mentionnent que le coût de retraite est hors du contrôle du Distributeur.

Réponse :

13 **Voir la décision D-2011-028, paragraphe 144.**

5.5 Veuillez discuter des avantages et désavantages d'exclure les coûts de retraite en facteur Y plutôt que d'inclure les coûts de retraite à l'intérieur de la formule I-X et de neutraliser les variations de l'évaluation de marché du coût de retraite par un compte d'écart.

Réponse :

14 **D'emblée, le Distributeur rappelle que dans le MRI, il existe deux façons de**
15 **refléter adéquatement l'évolution des éléments de coût récurrents. La**
16 **première consiste en l'utilisation d'une formule d'indexation lorsque**
17 **l'évolution de l'élément de coût s'inscrit dans une indexation basée sur un**
18 **indice représentatif de cette évolution d'une année à l'autre. La seconde**
19 **repose sur la caractérisation de l'élément de coût en Facteur Y lorsque**
20 **l'évolution de celui-ci fait preuve de volatilité d'une année à l'autre et que cette**
21 **volatilité ne peut être captée par une formule d'indexation.**

22 **À cet effet, le Distributeur tient à clarifier deux notions distinctes en matière**
23 **d'évolution des coûts, soit les notions de volatilité et de variabilité. La**

1 volatilité fait en sorte qu'un élément de coût fluctue de façon importante d'une
2 année à l'autre. Ainsi, comme expliqué au paragraphe ci-dessus, un élément
3 de coût volatile doit être traité en Facteur Y. La variabilité consiste quant à elle
4 en des variations de coûts réel/autorisé pour une année donnée. Il existe deux
5 façons de traiter la variabilité. La première est le recours à un compte d'écarts
6 et de reports (CER) spécifique permettant de neutraliser les écarts entre le
7 réel et l'autorisé d'une même année. La deuxième repose sur le mécanisme de
8 traitement des écarts de rendement (MTÉR) permettant de capter les écarts de
9 façon globale.

10 Ainsi, le Distributeur considère que compte tenu de sa volatilité, tant en ce qui
11 a trait au coût des services rendus qu'aux autres composantes³, le coût de
12 retraite doit être traité en Facteur Y. De plus, la proposition du Distributeur est
13 de permettre au MTÉR de capter l'ensemble des écarts réel/autorisé afin de
14 limiter les CER et ainsi contribuer à l'objectif d'allègement réglementaire.

15 Eu égard au coût de retraite, comme expliqué à la section 2.1.1 de la pièce
16 HQD-3, document 4 (B-0013), le Distributeur considère que c'est la volatilité
17 qui est le principal élément à considérer pour déterminer s'il doit être exclu en
18 tant que Facteur Y ou intégré à la Formule d'indexation, et non pas la
19 variabilité qui elle, était jusqu'à présent neutralisée par le compte d'écarts mis
20 en place par la Régie et qui, dans la présente proposition du Distributeur,
21 serait captée par le MTÉR.

22 De fait, le Distributeur maintient la position qu'il a défendue dans le cadre du
23 dossier R-3740-2010 lors des discussions entourant la mise en place d'un
24 compte d'écarts pour le coût de retraite. Il considère toujours que
25 l'établissement d'un compte d'écarts ne constitue pas le mécanisme le plus
26 approprié contre sa volatilité. L'enjeu actuel dans le contexte de l'implantation
27 d'un MRI concerne davantage la volatilité que la variabilité. En effet, le
28 Distributeur ne voit aucun avantage à inclure le coût de retraite à l'intérieur de
29 la formule I-X et d'y assortir un compte d'écarts, d'autant plus que, de l'avis
30 du Distributeur, à compter du moment où une rubrique de coûts est incluse
31 dans une formule d'indexation, il n'est plus possible d'y assortir un compte
32 d'écarts, puisque la rubrique en question ne sera plus présentée ni suivie de
33 façon spécifique dans les revenus requis des années 2, 3 et 4 du MRI. Ainsi, il
34 ne sera pas possible de dégager l'écart entre le réel et l'autorisé.

35 Conséquemment, le MTÉR captera de façon globale tous les écarts entre le
36 réel et l'autorisé, tant ceux associé aux coûts couverts par la formule
37 d'indexation que ceux traités en Facteur Y.

³ Pièce HQD-3, document 4 (B-0013), page 14.

1 **Le Distributeur soutient qu'il est primordial qu'il puisse ajuster adéquatement**
2 **ses prévisions année après année du coût de retraite de manière à en refléter**
3 **la volatilité, celle-ci ne pouvant être captée par la Formule I-X. De plus, comme**
4 **le démontre le tableau R-15.1 de la demande de renseignements n°3 de la**
5 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3, le Distributeur rappelle que**
6 **l'introduction d'un compte d'écarts n'a, au cours des années précédentes,**
7 **aucunement permis de neutraliser la volatilité du coût de retraite, fortement**
8 **influencée par les marchés.**

Éléments à traiter en exclusions (Y) – Maîtrise de la végétation

- 6. Référence :**
- i) Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 20-21.**
 - ii) Pièce B-0025, HQD8-D1, p. 23.**

Préambule :

Le Distributeur propose à la référence i) de qualifier les coûts relatifs aux activités de maîtrise de la végétation comme exclusion (Y).

- ii) *« Au fil des ans, le Distributeur a mis en place diverses mesures pour améliorer la réalisation de ses travaux de maîtrise de la végétation. Par exemple, il a développé, mis en œuvre et évalué, de 2014 à 2016, une nouvelle approche plus intensive dans certaines municipalités du Québec. Cette approche, bien que non déployée à l'échelle du Québec, a tout de même permis de réduire le nombre de pannes attribuables aux arbres et aux branches sur certains tronçons de ligne. Puisqu'elle entraîne une pression accrue sur les budgets alloués aux activités planifiées, cette approche a été retenue uniquement pour les municipalités plus à risque en ce qui a trait à la continuité de service.*

Le Distributeur rappelle qu'aux fins de l'établissement de ses coûts dans les dossiers tarifaires, la maîtrise de la végétation a déjà été désignée comme élément spécifique de 2007 à 2009. Les mesures, alors mises en place, visaient à réduire la récurrence des interventions en élagage afin de s'assurer de la sécurité du public et des travailleurs et à stabiliser l'indice de continuité.»

Demande :

- 6.1 Veuillez fournir les références décrivant les mesures mises en place de 2007 à 2009 mentionnées en préambule ainsi que les décisions pertinentes de la Régie.

Réponse :

9 **L'augmentation des budgets consacrés à la maîtrise de la végétation a permis**
10 **au Distributeur d'intensifier ses activités d'élagage et de déboisement**

1 planifiées et de maintenir un volume d'abattage entre 40 000 et 50 000 arbres
2 par année.

6.2 Veuillez fournir des statistiques venant appuyer l'affirmation que l'« *approche, bien que non déployée à l'échelle du Québec, a tout de même permis de réduire le nombre de pannes attribuables aux arbres et aux branches sur certains tronçons de ligne* ». Veuillez notamment comparer ces statistiques avec les municipalités où la nouvelle approche n'a pas été déployée.

Réponse :

3 **Une approche visant des interventions plus intensives et combinant les**
4 **différentes activités de maîtrise de la végétation a été déployée dans quelques**
5 **municipalités du Québec, sur certaines lignes, de 2014 à 2016. Le Distributeur**
6 **a comparé la performance de certaines lignes traitées avec des lignes témoins**
7 **et est en mesure de conclure que, dans des conditions météorologiques**
8 **comparables, les performances des lignes traitées ont été nettement**
9 **supérieures. Le Distributeur a été à même de constater une amélioration de**
10 **plus de 50 % sur le nombre de pannes.**

7. Référence : i) Pièce B-0025, HQD8-D1, p. 26.

Préambule :

i) « Pour évaluer l'encombrement de son réseau, le Distributeur mesure l'état de son dégagement en évaluant la proportion de portées ayant des branches à moins de 60 cm des fils de moyenne tension. Ce dégagement représente une zone de sécurité permettant d'éviter la création d'arcs électriques, ce qui assure la sécurité du public et des travailleurs ainsi que la qualité de service. Cette zone de sécurité a été établie pour éviter le recours à des techniques de travail complexes et coûteuses susceptibles de générer des inconvénients pour la clientèle. En 2016, le Distributeur évalue que 48 % des portées ont des branches dans la zone de sécurité.

Le Distributeur évalue également le taux d'affectation de son réseau. Ce taux désigne le nombre de portées par kilomètre de réseau qui doivent faire l'objet d'un dégagement de végétation incompatible avec la présence de son réseau. L'environnement forestier du Québec, caractérisé par un volume de végétation élevé, influence à la hausse le taux d'affectation du Distributeur. En effet, plus de 50 % des portées du réseau aérien de distribution sont affectées par la végétation incompatible, nécessitant ainsi des travaux de dégagement. »

Demande :

7.1 Veuillez présenter un historique de 10 ans de la *proportion de portées ayant des branches à moins de 60 cm des fils de moyenne tension* ainsi que du *taux d'affectation du réseau* du Distributeur.

Réponse :

1 **Voir les réponses aux questions 12.9 et 12.17 de la FCEI à la pièce HQD-15,**
2 **document 7.**

7.2 Relativement à ces deux indicateurs, veuillez présenter un comparatif avec d'autres distributeurs d'électricité de juridictions canadiennes.

Réponse :

3 **Étant donné la nature confidentielle des entités répondantes, le Distributeur**
4 **n'est pas en mesure d'identifier, parmi les répondants d'Amérique du Nord,**
5 **les informations provenant spécifiquement d'autres distributeurs d'électricité**
6 **de juridiction canadienne.**

7 **Le Distributeur rappelle que le taux d'affectation du réseau représente le**
8 **nombre de portées par kilomètre de réseau qui doit être dégagé de végétation**
9 **incompatible. Le Distributeur ne considère pas le taux d'affectation comme un**
10 **indicateur de suivi de l'efficacité de ses interventions en maîtrise de la**
11 **végétation. Comme mentionné en réponse à la question 12.17 de la FCEI à la**
12 **pièce HQD-15, document 7, le taux d'affectation est peu variable dans le**
13 **temps et aucun mode d'intervention ne permet au Distributeur d'éliminer en**
14 **totalité et à perpétuité la végétation incompatible avec son réseau.**

15 **En ce qui a trait à l'indicateur du pourcentage des branches situées à moins**
16 **de 60 cm des fils de moyenne tension, le dernier balisage auquel le**
17 **Distributeur a participé montre que certaines entreprises procèdent à des**
18 **inventaires qui s'apparentent à ceux du Distributeur. Bien que certaines**
19 **similitudes soient constatées quant aux indicateurs utilisés, le Distributeur n'a**
20 **pas trouvé d'équivalent parmi les entreprises participantes. À titre d'exemple,**
21 **certaines entreprises inventorient les portées pour lesquelles des arbres se**
22 **situent dans les phases électriques, l'indicateur peut alors varier de 0 % à**
23 **83 %⁴ parmi les répondants.**

7.3 Relativement à ces deux indicateurs, veuillez préciser quelles sont les cibles visées par le Distributeur sur l'horizon de son plan d'action.

⁴ *Distribution Utility Vegetation Management Benchmark Survey Results 2016, p. 75.*

Réponse :

1 **Le Distributeur estime pouvoir réduire la proportion de portées ayant des**
2 **branches à moins de 60 cm des conducteurs de moyenne tension d'environ**
3 **20 % d'ici la fin 2023 par le déploiement complet de la stratégie proposée.**
4 **Comme mentionné à la réponse de la question 7.2, le taux d'affectation ne**
5 **constitue pas un indicateur de suivi de l'efficacité des interventions en**
6 **maîtrise de la végétation. Par conséquent, le Distributeur ne s'est pas fixé de**
7 **cible en lien avec celui-ci.**

8. Référence : i) **Pièce B-0025, HQD8-D1, p. 28.**

Préambule :

i) *« Le balisage montre que les entreprises consacrent en moyenne 1 217 \$US par mile de réseau pour leurs activités de maîtrise de la végétation comparativement à 1 007 \$US pour le Distributeur. Ainsi, malgré un taux d'affectation élevé de son réseau, le Distributeur consacre moins d'argent que la moyenne de ses pairs pour ses activités de maîtrise de la végétation.*

Par ailleurs, le réseau du Distributeur est particulièrement encombré par une végétation incompatible. Ce facteur, qui s'ajoute au fait qu'il consacre moins de ressources par miles de réseau que les autres entreprises aux activités de maîtrise de la végétation, contribue à allonger les cycles de retour du Distributeur. Actuellement, le cycle de retour réel du Distributeur est de 5,98 ans, soit près de 2 ans supérieur au cycle requis de 4 ans. Cet écart est l'un des plus élevés parmi les entreprises ayant participé au balisage, alors que plusieurs d'entre elles sont en mesure de respecter un tel cycle de 4 ans. »

Demande :

8.1 Veuillez déposer l'étude de référence citée à la référence i).

Réponse :

8 **Le Distributeur ne voit pas la pertinence de déposer tout le détail de l'étude de**
9 **balisage d'autant plus qu'elle contient un volume important d'informations de**
10 **gestion.**

8.2 Veuillez fournir des données récentes comparables provenant d'autres distributeurs d'électricité canadiens au niveau des cycles de retour, du coût par km de réseau et des indicateurs de qualité et fiabilité du service comme le taux de pannes.

Réponse :

1 **Étant donné la nature confidentielle des entités répondantes, le Distributeur**
2 **n'est pas en mesure d'identifier les informations provenant d'autres**
3 **distributeurs d'électricité de juridiction canadienne parmi l'ensemble des**
4 **distributeurs d'Amérique du Nord.**

8.3 Veuillez fournir sur un historique de 10 ans les données relatives aux cycles courts et aux coûts unitaires (\$/km).

Réponse :

5 **Le Distributeur présente au tableau R-8.3 les coûts unitaires (\$/km) en lien**
6 **avec ses activités en maîtrise de la végétation.**

TABLEAU R-8.3 :
COÛTS UNITAIRES (\$/KM)

2007	572
2008	592
2009	630
2010	679
2011	656
2012	681
2013	631
2014	527
2015	651
2016	624

7 **En ce qui a trait à l'historique 10 ans des données relatives aux cycles courts,**
8 **voir la réponse à la question 12.7 de la FCEI à la pièce HQD-15, document 7.**

8.4 Relativement au nouveau plan d'action pour la maîtrise de la végétation proposé par le Distributeur, veuillez préciser quels sont les impacts estimés sur le cycle de retour, le coût unitaire (\$/km) et les indicateurs de qualité et fiabilité du service, comme le taux de pannes.

Réponse :

9 **Le plan d'action proposé vise, à la fin de l'année 2023, l'atteinte des objectifs**
10 **suiuivants pour le taux de pannes par 100 km de réseau et pour le cycle de**
11 **retour en élagage :**

- 12 • **Cycle de retour en élagage**

13 **Le Distributeur estime pouvoir atteindre le cycle moyen requis**
14 **actuellement pour l'ensemble des lignes électriques en déployant la**

1 stratégie proposée. Ainsi, l'objectif du Distributeur est de ramener son
2 cycle actuel de 5,98 ans à 4 ans dans un contexte de croissance plus
3 rapide de la végétation.

4 • Taux de pannes liées à la végétation par 100 km de réseau (85 % des
5 jours les plus performants)

6 Le Distributeur estime pouvoir freiner, dans un premier temps, la
7 croissance du taux de pannes liées à la végétation par 100 km de
8 réseau observée au courant des dix dernières années. Par la suite, le
9 Distributeur estime pouvoir réduire cet indicateur d'ici la fin de l'année
10 2023 d'environ 14 % par rapport à la valeur mesurée pour l'année 2017.
11 Le Distributeur précise que l'un des objectifs de son plan d'action est
12 de réduire le taux de pannes des lignes pour lesquelles la performance
13 présente un écart important par rapport à la moyenne. Des
14 interventions ciblées sur certaines lignes présentant un écart important
15 permettront d'améliorer sensiblement la performance de celles-ci, mais
16 auront peu d'impact sur la moyenne.

17 • Coût unitaire (\$/km)

18 Le coût unitaire est influencé par l'ampleur des travaux réalisés par km
19 dégagé et par les coûts associés aux unités de travail (arbres ou
20 portées). Le déploiement de la stratégie proposée augmentera le
21 nombre d'interventions par km de réseau dégagé, ce qui devrait se
22 traduire par une augmentation, jusqu'en 2022, du coût unitaire par km
23 de réseau dégagé.

9. Référence : i) Pièce B-0025, HQD8-D1, p. 29.

Préambule :

ii) « Pour évaluer l'incidence sur le réseau des pannes liées à la végétation, le Distributeur privilégie l'utilisation de l'indicateur du taux de pannes liées à la végétation par 100 km basé sur 85 % des jours les plus performants. Cet indicateur, qui exclut 15 % des journées ayant connues le plus grand nombre de pannes, illustre la performance en situation normale d'exploitation, sans tenir compte de l'effet des événements climatiques majeurs sur lesquels la maîtrise de la végétation a moins d'influence. La figure B-4 présente l'évolution de l'indicateur sur la période 2007-2016. »

Demande :

9.1 Veuillez préciser comment l'indicateur *Taux de pannes liées à la végétation par 100 km* a été développé. Veuillez notamment préciser comment est comptabilisée la cause

des pannes ainsi que la définition retenue par le Distributeur pour établir qu'il y a contact avec la végétation.

Réponse :

1 **Le taux de pannes liées à la végétation par 100 km se calcule de la manière**
2 **suivante :**

$$\frac{\text{Nombre de pannes liées à la végétation}}{\sum \text{km de lignes aériennes Moyenne Tension}} \times 100$$

3 **La cause de toute panne est identifiée par les équipes terrains lors de leurs**
4 **interventions. La végétation est considérée comme la cause de la panne si les**
5 **équipes observent de manière explicite un bris d'équipements ou le**
6 **déclenchement d'une protection causé par la chute ou le contact d'arbres ou**
7 **de branches sur les équipements ou les conducteurs. La panne est ensuite**
8 **enregistrée avec la localisation, la date d'occurrence et le code de la cause**
9 **liée à la végétation.**

9.2 Veuillez fournir un comparatif de cet indicateur avec d'autres distributeurs d'électricité canadiens.

Réponse :

10 **Le Distributeur ne peut fournir l'information demandée, car l'indicateur du**
11 **taux de pannes liées à la végétation par 100 km de réseau n'a pas été balisé**
12 **dans le cadre du balisage effectué par CN Utility Consulting. Ainsi, le**
13 **Distributeur ne dispose pas de données comparatives avec d'autres**
14 **distributeurs d'électricité.**

9.3 Relativement au nouveau plan d'action pour la maîtrise de la végétation proposé par le Distributeur, veuillez préciser quelles sont les cibles visées par le Distributeur pour le taux de pannes liées à la végétation par 100 km.

Réponse :

15 **Voir la réponse à la question 8.4.**

10. Référence : i) **Pièce B-0025, HQD8-D1, p. 33.**

Préambule :

Le Distributeur présente au tableau B-2 les coûts du déploiement du plan d'action 2016-2023.

Demande :

10.1 Veuillez élaborer sur l'utilisation et le rôle des services externes dans le cadre du programme de maîtrise de la végétation.

Réponse :

1 **Les travaux d'élagage, de déboisement, d'élimination d'élagage, de**
2 **déboisement cycle court et d'abattage sont effectués par des entrepreneurs**
3 **externes. Ces mêmes travaux sont planifiés, encadrés, déterminés et**
4 **contrôlés par les employés du Distributeur.**

10.2 Veuillez justifier l'augmentation du coût des services externes de 59,0 M\$ à 72,6 M\$ en précisant les détails du calcul à la base de l'estimation.

Réponse :

5 **L'augmentation du coût des services externes est essentiellement due à**
6 **l'augmentation du nombre d'unités annuelles (portées et arbres) visées dans**
7 **le cadre des activités de maîtrise de la végétation.**

Éléments à traiter en exclusions (Y) – Coût des combustibles

11. Référence : i) **Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 21-23.**

Préambule :

Le Distributeur propose à la référence i) de qualifier le coût des combustibles comme exclusion (Y). À partir d'informations de *l'US Energy Information Administration*, il indique que « *les coûts des achats de combustible croîtront de plus de 10 % annuellement en moyenne au cours des trois prochaines années* ».

Il précise également que :

« Les coûts des combustibles dépendent d'une part, du prix des produits pétroliers (diesel léger, diesel arctique et mazout lourd) qui, comme énoncé précédemment, sont fonction du prix de marché, et d'autre part, des coûts reflétant les frais de livraison et d'exploitation du fournisseur, sur lesquels il n'a également que peu de contrôle. En effet, même si l'appel à la concurrence est privilégié dans l'attribution des contrats, il en résulte néanmoins que la situation géographique et climatique des villages dans ces réseaux limite la concurrence entre les fournisseurs ainsi que les solutions possibles dans la gestion des contrats de transport. Par exemple, les livraisons de combustible dans les villages du Nunavik sont réalisées uniquement par bateau en période estivale, et ce, en raison des conditions climatiques et géographiques de la région. De plus, compte tenu de ces contraintes, la FCNQ Pétro

et Nunavik Pétro inc sont les seuls fournisseurs aptes et intéressés à approvisionner ces villages en combustible. »

Demande :

11.1 Veuillez préciser si le coût des combustibles s'applique uniquement aux besoins de fourniture des centrales thermiques en réseau autonome. Si non, veuillez détailler l'ensemble des utilisations du coût des combustibles.

Réponse :

1 **Comme présenté au tableau 2 de la pièce HQD-8, document 6 (B-0031), page 6,**
2 **le coût des combustibles s'applique principalement aux besoins de fourniture**
3 **des centrales, mais également à la compensation du PUEÉ ainsi qu'aux coûts**
4 **des génératrices mobiles déployées au Québec.**

11.2 Veuillez préciser si la croissance des coûts d'achats de combustibles de 10 % mentionnée à la référence i) fait référence à la croissance du coût des combustibles pour le Distributeur. Si oui, veuillez fournir les détails du calcul. Si non, veuillez fournir une estimation de la croissance du coût des combustibles pour les cinq prochaines années.

Réponse :

5 **La quasi-totalité de la croissance des coûts d'achat provient effectivement du**
6 **coût des combustibles.**

11.3 Veuillez préciser quels sont les différents intrants à l'estimation annuelle du coût des combustibles.

Réponse :

7 **Les intrants à l'estimation annuelle du coût des combustibles sont :**
8 • **la prévision des prix des combustibles (incluant transport et**
9 **distribution) ;**
10 • **la consommation prévue de combustibles pour les centrales ;**
11 • **les coûts liés au SPEDE ;**
12 • **les compensations prévues pour le PUEÉ.**

11.4 Veuillez expliquer comment le Distributeur négocie les ententes avec les fournisseurs des centrales thermiques. Veuillez préciser s'il est possible de prendre des ententes à long terme avec ces fournisseurs.

Réponse :

1 Voir le tableau 3D-1 de la pièce HQD-2, document 2 (B-0011), page 81, du
2 dossier R-3986-2016 qui présente les échéances des contrats avec les
3 fournisseurs et les possibilités de renouvellement ou de prolongation.

Éléments à traiter en exogènes (Z) – Autres événements imprévisibles

12. Référence : i) Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 24-25.

Préambule :

Le Distributeur identifie à la référence i) des événements pour lesquels les coûts seraient susceptibles d'être qualifiés comme exogène (Z) :

- *Changements touchant le cadre réglementaire;*
- *Demandes découlant de décrets ou changements législatifs*
- *Contributions majeures à des projets de raccordement;*
- *Projets majeurs.*

Demande :

12.1 Pour chacun de ces types d'évènements, veuillez fournir des exemples passés où les coûts auraient pu, selon le Distributeur, se qualifier comme exogènes. Veuillez fournir les références appropriées.

Réponse :

4 Le Distributeur rappelle que les événements susceptibles de déclencher un
5 traitement en Facteur Z sont nombreux et diversifiés. Ainsi, le Distributeur
6 tient à préciser que les événements identifiés au préambule ne sont présentés
7 qu'à titre d'exemples et ne doivent pas être considérés comme une
8 énumération exhaustive.

9 Des événements tels qu'une modification à la *Loi sur la Régie de l'énergie*,
10 l'approbation d'un décret gouvernemental ainsi que la réalisation de projets
11 majeurs tels SIC et LAD sont autant d'exemples où les coûts auraient pu se
12 qualifier comme exogènes.

13 Comme mentionné en preuve, outre les événements imprévisibles en réseaux
14 autonomes et les pannes majeures, le Distributeur peut, dans le cours de ses
15 activités, faire face à d'autres événements de nature imprévisible pour
16 lesquels, à défaut d'un traitement en Facteur Z, il n'aurait aucun moyen

1 raisonnable pour récupérer les coûts qu'ils occasionneraient sur la durée du
2 MRI. La nature « imprévisible » s'entend ici par un événement dont le
3 Distributeur ne pouvait prévoir l'occurrence (hors de son contrôle), mais aussi
4 par un événement dont le Distributeur n'a pu intégrer les coûts au moment de
5 l'établissement des revenus requis assujettis au mécanisme de plafonnement
6 des revenus. Dans ce contexte, le facteur Z doit donc permettre au
7 Distributeur d'ajuster les revenus requis sur la durée du MRI en vigueur, et ce,
8 à compter de la date la plus hâtive entre la date de l'événement et la date
9 d'application associée à l'événement lorsque celui-ci est conditionné par une
10 date d'application.

Traitement des comptes d'écarts et de reports (CER) existants

13. Référence : i) Pièce B-0013, HQD3-D4, p. 26.

Préambule :

- (i) « Dans ce contexte, le Distributeur propose le maintien des CER Événements imprévisibles en réseaux autonomes et Pannes majeures à titre d'exogènes, qui, avec le compte de pass-on pour les achats d'électricité, le compte de nivellement pour les aléas climatiques et le CER de la charge locale de transport, portent à cinq le nombre de CER existants que le Distributeur propose de maintenir. »

Demande :

13.1 Veuillez justifier le maintien du CER *Événements imprévisibles en réseaux autonomes* alors que le Distributeur propose la création d'un facteur Z pour ce type d'événement.

Réponse :

11 Comme décrit à la pièce HQD-3, document 4, page 8 (B-0013), le Distributeur
12 rappelle que le traitement en Facteur Z vise la récupération de coûts
13 exceptionnels, résultant d'événements inopinés échappant au contrôle du
14 Distributeur et pour lesquels il est impossible de prévoir l'occurrence. Le
15 Distributeur souligne également que ce dernier élément s'avère être un
16 facteur déterminant dans l'identification d'un élément de coût à traiter en
17 Facteur Z. Par conséquent, de l'avis du Distributeur, en raison notamment de
18 leur caractère inattendu, accidentel et non-récurrent, les événements
19 imprévisibles en réseau autonomes répondent à la définition d'un Facteur Z.
20 Ces événements imprévisibles peuvent engendrer, pour le Distributeur, des
21 éléments de coûts importants non prévus lors de l'établissement de ses
22 revenus requis.

1 **Ainsi, l'année de l'événement imprévisible en réseaux autonomes, le CER**
2 **permet de capter les coûts non prévus qui y sont associés, le CER étant alors**
3 **lui-même défini à titre de Facteur Z.**

13.2 Veuillez justifier le maintien du CER *Pannes majeures* alors que le Distributeur propose la création d'un facteur Z pour ce type d'événement.

Réponse :

4 **Le Distributeur considère que, de par leur nature, les pannes majeures**
5 **doivent être traitées comme Facteur Z. En effet, le Distributeur n'a pas de**
6 **contrôle sur les événements climatiques et l'occurrence ainsi que l'ampleur**
7 **des pannes sont imprévisibles.**

8 **Le Distributeur rappelle que le mécanisme de récupération des charges**
9 **associées aux pannes majeures se décline en deux composantes, une**
10 **provision de 8 M\$ intégrée aux revenus requis du Distributeur ainsi qu'un**
11 **CER qui permet de consigner les charges au-delà d'un seuil de 16 M\$. Ce CER**
12 **permet donc de récupérer les montants exceptionnels dépassant 16 M\$.**

13 **Dans le cas particulier des pannes majeures, le Distributeur propose de traiter**
14 **à titre de Facteur Z les charges actuellement consignées dans le compte**
15 **d'écarts – Pannes majeures. Advenant le cas où les charges associées aux**
16 **pannes majeures dépasseraient 16 M\$, l'excédent serait capté par le biais du**
17 **CER qui serait alors lui-même défini à titre de Facteur Z.**

COÛTS DE DISTRIBUTION ET SERVICES À LA CLIENTÈLE

Dépense de mauvaises créances

14. Référence : i) **Pièce B-0025, HQD8-D1, p. 14-15.**

Préambule :

À la référence i) le Distributeur présente en suivi de la décision D-2017-022 les résultats d'un projet pilote d'ententes visant les clients résidentiels qui ne se qualifient pas pour les ententes non MFR.

Le Distributeur conclut en mentionnant que « *Sur la base de ces résultats, le Distributeur juge utile de développer une nouvelle entente pour les clients non MFR fortement endettés envers Hydro-Québec. Lorsqu'elle sera disponible, il souhaite ajouter cette entente à l'éventail des moyens de recouvrement à utiliser à la suite de l'analyse du dossier du client. Le Distributeur évaluera les dossiers des clients référés par des associations de consommateurs ou identifiés par une équipe spécialisée à l'interne* ».

Demande :

14.1 Veuillez élaborer sur les paramètres de cette nouvelle entente, dont le niveau d'endettement requis et la durée.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 13.6 de la FCEI à la pièce HQD-15, document 7.**

14.2 Veuillez préciser quelle est la date de lancement anticipée de cette nouvelle entente. Veuillez également préciser si le Distributeur entend obtenir l'aval de la Régie avant de procéder au lancement de cette entente.

Réponse :

2 **Voir la réponse à la question 24.1 de la demande de renseignement n° 3 de la**
3 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

14.3 Veuillez préciser comment la nouvelle entente sera publicisée auprès de la clientèle résidentielle.

Réponse :

4 **Les clients seront identifiés dans le cadre du processus de recouvrement ou**
5 **référés par les partenaires du Distributeur comme les associations de**
6 **consommateurs dans le cadre de la démarche budgétaire d'un client.**

7 **Le Distributeur encourage le client à prendre contact avec le service à la**
8 **clientèle s'il rencontre des difficultés de paiement (site web, lettres, avis,**
9 **endos de facture, message sur la réponse vocale interactive).**

AUTRES CHARGES DIRECTES

15. Référence : i) **Pièce B-0027, HQD8-D3, p. 5.**

Préambule :

Les charges pour la rubrique *Services professionnels et autres* s'établissent à 81,8 M\$ pour l'année de base 2017, soit une augmentation de 8 M\$ par rapport au montant établi par la décision D-2017-022. Pour l'année témoin 2018, le Distributeur prévoit une somme de 93,4 M\$.

Demande :

15.1 Veuillez préciser les raisons qui expliquent l'augmentation de 8 M\$ des *Services professionnels et autres* entre le montant décidé par la Régie par D-2012-022 (avec ajustements) et le montant de l'année de base 2017.

Réponse :

1 **Le Distributeur comprend que la question concerne l'augmentation entre le**
2 **montant reconnu par la Régie dans sa décision D-2017-022 et le montant de**
3 **l'année de base 2017.**

4 **Voir la réponse à la question 30.3 de la demande de renseignements n° 3 de la**
5 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

15.2 Veuillez justifier l'augmentation de 19,8 M\$ des *Services professionnels et autres* entre le montant décidé par la Régie par D-2012-022 (avec ajustements) et le montant de l'année de témoin 2018.

Réponse :

6 **Le Distributeur comprend que la question concerne l'augmentation entre le**
7 **montant reconnu par la Régie dans sa décision D-2017-022 et le montant de**
8 **l'année témoin 2018.**

9 **Voir la réponse à la question 30.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
10 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

INTERVENTIONS EN EFFICACITÉ ÉNERGÉTIQUE

Contexte d'affaires

16. Référence : i) Pièce B-0041, HQD10-D1, p. 5.

Préambule :

(i) « *Le contexte dans lequel évolue la vision commerciale du Distributeur en efficacité énergétique est marqué par une croissance modeste de la demande, des besoins en puissance, de même que l'adoption en 2016 de la Politique énergétique 2030 par le gouvernement du Québec. Un premier pas dans la mise en œuvre de cette politique énergétique a été la création de l'organisme Transition énergétique Québec (TEQ), lequel sera responsable d'assurer la gouvernance intégrée de la transition énergétique. L'impact de ce contexte sur les activités du Distributeur en matière d'efficacité énergétique se précisera au cours de l'année.* »

Demande :

16.1 Veuillez préciser si le Distributeur est présentement mieux en mesure d'évaluer l'impact du nouveau contexte d'affaires sur ses activités. Veuillez élaborer sur l'impact de la création de l'organisme TEQ sur les interventions en efficacité énergétique du Distributeur à court, moyen et long terme en précisant les périodes visées.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 1.15 b) du SÉ, à la pièce HQD-15, document 12.**

Interventions en gestion de la demande en puissance (GDP) – Charges interruptibles résidentielles

17. Référence : i) **Pièce B-0041, HQD10-D1, p. 11-12.**

Préambule :

Le Distributeur présente à la référence i) les budgets et objectifs en puissance de ses programmes de GDP. Le budget prévu pour le programme *Charges interruptibles résidentielles* en 2018 se situe à 24 M\$ pour un impact de 83 MW.

Le Distributeur précise qu'il « envisage toujours de mettre en œuvre un programme de *Charges interruptibles résidentielle*. Il évalue différentes solutions qui lui permettraient d'obtenir le soutien des parties-prenantes, tels que l'Institut national de la santé publique du Québec et la Régie du bâtiment, pour la mise en œuvre d'une intervention avec les chauffe-eau ». Il mentionne également l'état d'avancement de deux projets pilotes, soit *Charges de chauffage central interruptibles* et *Charges de chauffage à plinthes interruptibles*.

Demande :

17.1 Pour chacun des projets qui composent le programme *Charges interruptibles résidentielles*, veuillez ventiler les coûts anticipés et prévus pour les années 2017 et 2018, ainsi que les impacts en puissance estimés.

Réponse :

2 **En 2017, le budget anticipé de charges interruptibles résidentielles de 4 M\$ se**
3 **ventile comme suit : le programme *Chauffe-eau* (3,5 M\$), les projets pilotes de**
4 **biénergie interruptible et de mesures comportementales avec appoint non-**
5 **électrique (100 K\$) et le projet pilote de charges de chauffage centrales**
6 **interruptibles (400K\$).**

7 **En 2018, le budget demandé se situe à 24 M\$ en prévision de déployer un**
8 **programme de charges interruptibles résidentielles. Ce budget inclut des**

1 **sommes pour le projet pilote de chauffage central interruptible (850 K\$) et un**
2 **projet pilote d'envergure pour le chauffage à plinthes interruptible (2,5 M\$).**

17.2 Veuillez élaborer sur les « *différentes solutions* » à l'étude pour obtenir le soutien parties-prenantes.

Réponse :

3 **Voir la preuve additionnelle relative au programme *Charges interruptibles –***
4 ***chauffe-eau* (suivi de la décision D-2017-064) déposée dans le cadre du Plan**
5 **d'approvisionnement 2017-2026 (dossier R-3986-2016) à la pièce HQD-7,**
6 **document 1 (B-0081).**

17.3 Veuillez préciser qui sont les parties-prenantes. Pour chacune d'entre-elles, veuillez préciser l'état d'avancement des discussions.

Réponse :

7 **Voir la preuve additionnelle relative au programme *Charges interruptibles –***
8 ***chauffe-eau* (suivi de la décision D-2017-064) déposée dans le cadre du Plan**
9 **d'approvisionnement 2017-2026 (dossier R-3986-2016) à la pièce HQD-7,**
10 **document 1 (B-0081).**

17.4 Veuillez discuter de l'état d'avancement du projet pilote *Charges de chauffage central interruptibles* et préciser si la date de déploiement anticipée du programme.

Réponse :

11 **Le déploiement d'un programme de *Charges de chauffage central***
12 ***interruptibles* devra être analysé à la lumière des résultats du projet pilote**
13 **mais également de l'introduction d'options de tarification dynamique.**

17.5 Veuillez préciser la date de déploiement anticipée du programme *Charges de chauffage à plinthes interruptibles*.

Réponse :

14 **Le déploiement d'un programme de *Charges de chauffage à plinthes***
15 ***interruptibles* devra être analysé à la lumière des résultats du projet pilote**
16 **mais également de l'introduction d'options de tarification dynamique.**

STRATÉGIE TARIFAIRE**Avis de la Régie sur les pratiques tarifaires****18. Référence :** i) Pièce B-0047, HQD13-D2, p. 5.**Préambule :**

- (i) « En réponse aux pistes de solution touchant la mise en place d'options volontaires de tarification dynamique, le Distributeur entend réaliser les travaux nécessaires à l'introduction à l'hiver 2018-2019, sur une base expérimentale, d'options de tarification dynamique pour les clientèles domestique et générale, incluant les serres et les centres de ski. Ces options pourraient permettre aux consommateurs qui peuvent moduler leur consommation de réduire leur facture d'électricité. Pour ce faire, le Distributeur pourra compter sur l'expérience qu'il a acquise en cette matière, plus particulièrement dans le cadre du projet tarifaire *Heure Juste*.

*Les conditions et structures de ces nouvelles options devront cependant refléter le contexte énergétique qui a évolué depuis le projet *Heure Juste*. Tout en restant simples, elles devront permettre de répondre de façon efficace, par un signal de prix important en période de pointe, aux besoins de gestion du réseau. »*

Demande :

- 18.1 Veuillez préciser l'état d'avancement des travaux pour la mise en place de l'option de tarification dynamique pour la clientèle domestique.

Réponse :

- 1 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

- 18.2 Veuillez préciser l'échantillon de clients domestiques qui prendra part au projet pilote.

Réponse :

- 3 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

- 18.3 Veuillez préciser quels seront les paramètres de l'option de tarification dynamique tel qu'envisagé par le Distributeur. Veuillez notamment préciser les compensations financières prévues, la détermination des heures critiques et la manière dont le Distributeur entend informer les participants des variations de prix.

Réponse :

- 5 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
6 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

18.4 Veuillez préciser comment le Distributeur entend évaluer l'impact des variations de prix sur le comportement des participants et l'effacement en période de pointe.

Réponse :

1 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
2 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

18.5 Advenant des résultats concluants suite au projet pilote, veuillez préciser si le Distributeur entend proposer à la Régie une option de tarification dynamique lors du prochain dossier tarifaire.

Réponse :

3 **Voir la réponse à question 51.1 de la demande de renseignements n° 3 de la**
4 **Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.**

Stratégie relative aux tarifs domestiques

19. Référence : i) **Pièce B-0047, HQD13-D2, p. 13.**
 ii) **R-3980-2016, Pièce B-0072, HQD16-D1.2, p. 120.**

Préambule :

Le Distributeur présente à référence i) les impacts de la hausse proposée pour la clientèle domestique.

À la référence ii), en réponse à une demande de renseignement de la Régie, le Distributeur fourni un tableau comparatif de différents scénarios de hausse tarifaire.

Demande :

19.1 Veuillez fournir un tableau similaire à celui de la référence ii) pour les deux scénarios alternatifs suivants :

- Le scénario tarifaire proposé par le Distributeur mais avec une hausse différenciée des prix de l'énergie, soit deux fois plus en deuxième tranche qu'en première.
- Le scénario tarifaire proposé par le Distributeur mais sans instauration de facture minimale.

Réponse :

- 1 **Le premier scénario tarifaire demandé est présenté en réponse à la**
2 **question 27.3 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15, document 3.**
- 3 **Le tableau R-19.1 présente les prix et les impacts associés à la proposition du**
4 **Distributeur au 1^{er} avril 2018 ainsi que ceux du deuxième scénario (scénario 2)**
5 **correspondant à la proposition du Distributeur, mais sans montant mensuel**
6 **minimal de la facture.**

**TABLEAU R-19.1 :
IMPACTS ASSOCIÉS À LA PROPOSITION DU DISTRIBUTEUR AU 1^{ER} AVRIL 2018
ET AU SCÉNARIO 2 (SANS MONTANT MENSUEL MINIMAL)**

Tarif D - Hausse de 1,1 %	Tarif 2017		Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2018		Scénario alternatif au 1 ^{er} avril 2018		
	Prix	Prix	Écart	Prix	Écart	Prix	
Redevance (¢/jour)	40,64	40,64	0,0%	40,64	0,0%	40,64	
Seuil de la 1 ^{re} tranche (kWh)	33	36	3	36	3	36	
Prix de l'énergie - 1 ^{re} tranche (¢/kWh)	5,82	5,98	2,7%	5,99	2,8%	5,99	
Prix de l'énergie - 2 ^e tranche (¢/kWh)	8,92	9,17	2,8%	9,17	2,8%	9,17	
Montant mensuel minimal - monophasé (\$/mois)	s.o.	15,18	-	s.o.	-	s.o.	
Montant mensuel minimal - triphasé (\$/mois)	s.o.	18,27	-	s.o.	-	s.o.	
Impact sur la facture de la clientèle au tarif D	Consommation annuelle (kWh)	Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2018		Scénario alternatif au 1 ^{er} avril 2018			
		Impact		Impact			
Moyenne des clients D	16 677		1,2%		1,2%		
Moyenne des clients D chauffés à l'électricité	18 056		1,2%		1,2%		
Moyenne des clients D non chauffés à l'électricité	13 068		1,4%		1,3%		
Minimum (5 ^e décile)	s.o.		0,3%		0,3%		
Médiane (50 ^e décile)	s.o.		1,2%		1,2%		
Maximum (95 ^e décile)	s.o.		2,2%		2,0%		
Cas types d'habitation chauffée à l'électricité							
Client à la 1 ^{re} tranche seulement	10 950		2,2%		2,3%		
Logement 5 ½	11 590		0,6%		0,7%		
Résidence unifamiliale							
111 m ² (1 195 pi ²)	20 494		1,1%		1,1%		
158 m ² (1 701 pi ²)	26 484		1,2%		1,3%		
207 m ² (2 228 pi ²)	32 054		1,3%		1,4%		
390 m ² (4 198 pi ²)	48 062		1,8%		1,8%		
Segments de la clientèle au tarif D							
Propriétaires TAE (maisons-plex)	24 101		1,2%		1,3%		
Propriétaires TAE (multilogement)	11 102		1,1%		1,1%		
Propriétaires non-TAE	14 982		0,9%		0,9%		
Locataires	11 315		1,0%		1,1%		
Clients MFR	14 153		1,1%		1,1%		
Clients agricoles	30 218		1,9%		1,9%		
Consommations types mensuelles							
625 kWh	7 500		2,1%		2,1%		
750 kWh	9 000		2,1%		2,2%		
1 000 kWh	12 000		1,8%		1,9%		
2 000 kWh	24 000		0,8%		0,8%		
3 000 kWh	36 000		1,5%		1,5%		
4 000 kWh	48 000		1,8%		1,9%		
5 000 kWh	60 000		2,0%		2,1%		
Distribution des impacts pour la clientèle au tarif D							
		Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2018		Scénario alternatif au 1 ^{er} avril 2018			
		Fréquence		Fréquence			
Min: 0 %			2%		2%		
0 %; 0,3 %			4%		4%		
0,3 %; 0,6 %			9%		9%		
0,6 %; 0,9 %			18%		18%		
0,9 %; 1,2 %			23%		24%		
1,2 %; 1,6 %			18%		20%		
1,6 %; 1,9 %			12%		12%		
1,9 %; 2,2 %			9%		9%		
2,2 %; Max			5%		2%		
Impact minimum, médian et maximum sur la facture des segments de la clientèle au tarif D (incluant les clients touchés par la facture minimale)							
		Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2018			Scénario alternatif au 1 ^{er} avril 2018		
		Minimum (5 ^e décile)	Médiane (50 ^e décile)	Maximum (95 ^e décile)	Minimum (5 ^e décile)	Médiane (50 ^e décile)	Maximum (95 ^e décile)
Propriétaires TAE (maisons-plex)		0,5%	1,2%	1,8%	0,5%	1,2%	1,8%
Propriétaires TAE (multilogement)		0,3%	1,1%	2,0%	0,4%	1,1%	2,1%
Propriétaires non-TAE		-0,3%	1,0%	2,2%	-0,2%	1,0%	2,2%
Locataires		0,3%	1,1%	2,0%	0,4%	1,1%	2,1%
Clients MFR		0,2%	1,1%	2,0%	0,3%	1,1%	2,1%
Clients agricoles		0,2%	1,6%	13,5%	0,0%	1,3%	2,4%
Impact sur la facture de la clientèle au tarif D selon le niveau de consommation							
		Stratégie tarifaire proposée au 1 ^{er} avril 2018		Scénario alternatif au 1 ^{er} avril 2018			
		Impact		Impact			
[0; 10 000[2,4%		1,4%		
[10 000; 20 000[0,8%		0,8%		
[20 000; 30 000[1,1%		1,1%		
[30 000; 40 000[1,5%		1,5%		
[40 000; 50 000[1,8%		1,8%		
[50 000; 60 000[2,0%		2,0%		
[60 000; 70 000[2,1%		2,1%		
[70 000; 80 000[2,2%		2,2%		
[80 000; 90 000[2,3%		2,3%		
[90 000; 100 000[2,3%		2,3%		
[100 000; Max]			2,5%		2,5%		

1 L'absence de montant mensuel minimal de la facture réduit considérablement
2 l'impact tarifaire pour les clients qui ne consomment pas ou très peu, dont
3 certaines exploitations agricoles. Comme il ne récupère plus un minimum de
4 revenus auprès d'eux, le Distributeur doit hausser davantage le prix de la
5 1^{re} tranche d'énergie afin de générer la hausse tarifaire demandée. La hausse
6 légèrement plus élevée du prix de la 1^{re} tranche augmente les impacts
7 tarifaires des petits consommateurs dont la consommation en 1^{re} tranche est
8 plus significative, notamment ceux des locataires et des clients MFR.

9 Dans un contexte de faible croissance des ventes et de l'essor de la
10 production distribuée, le Distributeur est d'avis que l'introduction d'un
11 montant mensuel minimal qui ne s'appliquerait que dans les cas d'une
12 consommation très faible ou nulle, est souhaitable et permettrait d'épargner
13 les clients dont la consommation est généralement suffisante pour ne pas être
14 touchés. Le tableau R-19.1 permet de tirer clairement ces constats.

19.2 Veuillez préciser l'enquête à l'origine des données permettant les simulations tarifaires du présent dossier.

Réponse :

15 Outre les cas types d'habitation, les différents segments de la clientèle ayant
16 répondu au sondage *Utilisation de l'électricité dans le marché résidentiel 2014*
17 et les consommations types mensuelles, les simulations tarifaires sont
18 effectuées à partir des données de facturation normalisées pour la période
19 allant du 1^{er} janvier au 31 décembre 2016.

20. Référence : i) Pièce B-0047, HQD13-D2, p. 17.

Préambule :

(i) « Face à ce nouveau défi, le Distributeur réitère qu'il est impératif de revoir la stratégie tarifaire et d'être vigilant quant aux conséquences de l'accroissement du prix de la 2^e tranche d'énergie du tarif D. Il propose ainsi d'utiliser le coût évité Fourniture – Transport du chauffage des locaux comme cible pour fixer le prix de la 2^e tranche. Ce choix tient compte du fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle. »

Demande :

20.1 Veuillez fournir pour l'année témoin 2017, ainsi que lors des 10 dernières années, le nombre d'autoproducteurs qui sont clients domestiques du Distributeur

Réponse :

- 1 Le tableau R-20.1 présente l'évolution du nombre de clients aux tarifs
2 domestiques facturés à l'option de mesurage net pour les 10 dernières
3 années. Le Distributeur rappelle qu'il ne fait pas de suivi des clients
4 autoproducteurs qui ne participent pas à l'option de mesurage net.

TABLEAU R-20.1 :
NOMBRE DE CLIENTS AUX TARIFS DOMESTIQUES
FACTURÉS À L'OPTION DE MESURAGE NET

2006	-
2007	2
2008	3
2009	10
2010	12
2011	16
2012	31
2013	48
2014	74
2015	88
2016	113
2017 (oct)	147

- 20.2 Veuillez justifier davantage le « fait que le Distributeur ne peut plus être certain d'éviter des coûts relatifs à la charge locale de transport et à la distribution avec l'arrivée de la production distribuée et assure ainsi la mise en œuvre d'une pratique plus équitable pour l'ensemble de sa clientèle ».

Réponse :

- 5 Voir la réponse à la question 53.3 de la demande de renseignements n° 3 de la
6 Régie à la pièce HQD-15, document 1.3.

21. Référence : i) Pièce B-0047, HQD13-D2, p. 5.

Préambule :

- (i) « En ce qui concerne le montant minimal de la facture, il est proposé de le fixer à 15,18 \$ la 1^{re} 2 année pour l'alimentation en monophasé, soit 3 \$ de plus que l'équivalent de la redevance actuelle et de l'augmenter de 2,40 \$ pendant les deux années suivantes. À terme, le montant minimal de la facture pour l'alimentation en monophasé s'élèverait à 19,98 \$/mois. Pour l'alimentation en triphasé, il est proposé de fixer le montant minimal à 18,27 \$ en 2018 afin de l'arrimer à celui applicable au tarif DP. Par la suite, la hausse serait de 6,96 \$, soit environ trois fois celle appliquée pour l'alimentation en monophasé, pour atteindre un montant de 60,03 \$/mois en 7 ans. »

Demande :

21.1 Veuillez préciser l'estimation du montant total récupéré à partir de la facture minimale proposée de 15,18\$.

Réponse :

1 **Voir la réponse à la question 24.7 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15,**
2 **document 3.**

MESURES VISANT À SOUTENIR LES MÉNAGES À FAIBLE REVENU**Entente plus généreuse pour la clientèle à très faible revenu**

22. Référence : i) Pièce B-0051, HQD10-D1, p. 5.

Préambule :

Le Distributeur présente l'état d'avancement du projet pilote visant à évaluer l'efficacité de la nouvelle entente plus généreuse pour les MFR introduisant le concept de taux d'effort sur le revenu. Il précise que « *les résultats au 14 juillet 2017 sont trop préliminaires pour tirer des conclusions probantes* » et ajoute également que la formation nécessaire aux employés affectés à ce projet pilote « *ne peut avoir lieu qu'en période creuse de téléphonie afin de minimiser l'impact sur la réponse téléphonique* ».

Demande :

22.1 Veuillez mettre à jour les résultats préliminaires du projet pilote en fonction des données les plus récentes.

Réponse :

3 **Voir la réponse à la question 47.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15,**
4 **document 3.**

22.2 Veuillez préciser à quoi correspond la « *période creuse de téléphonie* » et préciser quelle sera la date de formation des employés.

Réponse :

5 **La période creuse de téléphonie se situe entre le début de la période de non-**
6 **interruptions de service en hiver et la reprise des relances auprès des clients**
7 **qui mène à l'interruption de service à la fin de l'hiver. Ainsi, la formation des**
8 **représentants participant au projet pilote a eu lieu en février 2017.**

22.3 Veuillez élaborer sur la possibilité de mettre en place la nouvelle entente en 2018.

Réponse :

Voir la réponse à la question 47.1 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15, document 3.

Effacement graduel de la dette

23. Référence : i) **Pièce B-0051, HQD10-D1, p. 5-7.**

Préambule :

À la référence i), le Distributeur présente les résultats préliminaires du projet pilote visant à tester l'impact de la nouvelle entente *Effacement graduel de la dette*.

Demande :

23.1 Veuillez mettre à jour les résultats préliminaires du projet pilote en fonction des données les plus récentes.

Réponse :

1 **Les résultats au 2 octobre 2017 sont similaires à ceux présentés dans la**
2 **preuve du Distributeur. Le groupe test a payé 78 % des sommes attendues,**
3 **alors que le groupe témoin en a payé 77 %.**

23.2 Veuillez élaborer sur la possibilité de mettre en place la nouvelle entente en 2018.

Réponse :

4 **Voir la réponse à la question 50.3 de l'ACEF de Québec à la pièce HQD-15,**
5 **document 3.**

Harmonisation des services pour les clients à faible revenu

24. Référence : i) **Pièce B-0051, HQD10-D1, p. 8-9.**
 ii) **Pièce B-0041, HQD10-D1, p. 9.**

Préambule :

Suite à la décision D-2017-022, le Distributeur présente à la référence i) son modèle de centre d'accompagnement interne qu'il « *est à finaliser* ». Il précise également que :

« La mise en œuvre du centre d'accompagnement nécessite un apport supplémentaire en ressources humaines. À cet effet, le Distributeur prévoit ajouter 5 ETC (représentants recouvrement) en 2018 pour déterminer l'admissibilité des clients aux programmes d'efficacité énergétique du TEQ et effectuer les transferts assistés. Le Distributeur précise cependant que l'arrimage et l'interopérabilité de ce modèle avec le TEQ sont à développer. Des échanges entre le Distributeur et le TEQ sont en cours sur ce sujet.

Par la suite, le personnel du Distributeur expérimenté en recouvrement MFR sera formé en période creuse de téléphonie sur les aspects liés à la détection des besoins en efficacité énergétique de la clientèle MFR. Une fois cette étape complétée, le Distributeur pourra procéder à la mise en place du centre d'accompagnement interne en suivi de la décision D-2017-022. Par ailleurs, le Distributeur et le TEQ examinent également d'une part les mesures conjointes à mettre en œuvre en efficacité énergétique, et d'autre part, les stratégies à déployer afin de maximiser la participation des clients MFR à celles-ci. »

À la référence ii), le Distributeur indique qu'il « poursuivra sa collaboration avec TEQ afin d'ajouter de nouvelles mesures complémentaires à l'offre Éconologis et de définir les meilleurs moyens de rejoindre l'ensemble de cette clientèle ».

Demande :

24.1 Veuillez préciser l'état d'avancement des discussions avec TEQ en ce qui concerne « l'arrimage et l'interopérabilité » du modèle du centre d'accompagnement interne.

Réponse :

1 **Le Distributeur et TEQ ont des discussions sur une base mensuelle portant**
2 **sur la validation de l'application du modèle du centre d'accompagnement et**
3 **les mesures nécessaires à l'opérationnalisation dans les délais.**

24.2 Veuillez élaborer sur les discussions entourant les stratégies permettant de « maximiser la participation des clients MFR ».

Réponse :

4 **Afin d'assurer le bon fonctionnement du centre d'accompagnement, il y aura**
5 **un déploiement progressif de l'offre en efficacité énergétique. Le critère de**
6 **transfert vers TEQ sera basé sur la consommation mensuelle et la capacité**
7 **d'accueil de TEQ. Les cas priorités en premier seront ceux des ménages**
8 **ayant des besoins plus importants. L'élargissement des critères suivra par la**
9 **suite selon la capacité des agents livreurs de TEQ sur le terrain.**

24.3 Veuillez élaborer sur les « nouvelles mesures complémentaires » au programme Éconologis qui sont envisagées par le Distributeur et TEQ.

Réponse :

- 1 **Les nouvelles mesures complémentaires ne sont pas encore finalisées avec**
2 **TEQ.**

24.4 Veuillez préciser quelle est la date de lancement envisagée par le Distributeur pour le centre d'accompagnement interne.

Réponse :

- 3 **Le Distributeur envisage déployer le centre d'accompagnement en deux**
4 **phases. Dès avril 2018, le centre d'accompagnement pourrait effectuer la**
5 **validation de l'admissibilité des clients MFR et offrir les ententes de paiement**
6 **personnalisées avec notamment l'introduction de la nouvelle entente plus**
7 **généreuse, le cas échéant. À l'automne 2018, le centre d'accompagnement**
8 **débuterait les transferts accompagnés des clients présentant une forte**
9 **consommation vers TEQ.**